

آثار اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی در بازار برق ایران با استفاده از رویکرد «شبیه‌سازی عامل بنیان»

محمدباقر اسدی*، حسین صادقی سقدل**، بهرام سبحانی*** و علیرضا ناصری****

تاریخ پذیرش: ۱۳۹۵/۱۱/۳۰

تاریخ دریافت: ۱۳۹۵/۰۴/۰۱

چکیده

مقاله حاضر به بررسی آثار ناشی از اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر روند تغییر در ترکیب تکنولوژی تولید نیروگاهی و دیگر خروجی‌های بازار برق ایران اختصاص دارد. در این راستا ابتدا بازار برق ایران با استفاده از رویکرد عامل بنیان برای یک دوره بلندمدت شبیه‌سازی شده است. سپس تغییرات در خروجی‌های نهایی بازار برق شامل متوسط قیمت بازار برق، متوسط راندمان نیروگاه‌ها، میزان ظرفیت نیروگاهی و ترکیب تکنولوژی نیروگاهی در نتیجه اصلاح قیمت سوخت مورد بررسی و تجزیه و تحلیل قرار گرفته است. نتایج حاصله از بررسی‌های انجام شده حاکی از آن است که در وضعیت کنونی ترکیب تکنولوژی موجود در بازار برق ایران از شرایط بهینه فاصله دارد. بر این اساس اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی می‌تواند بازدهی و انگیزه‌های سرمایه‌گذاری در تکنولوژی‌های مختلف را به گونه‌ای تغییر دهد که ترکیب تکنولوژی نیروگاهی در کشور با تغییرات اساسی روبه‌رو شده و با افزایش سهم نیروگاه‌های کاراتری چون نیروگاه‌های سیکل ترکیبی، منجر به افزایش راندمان تولید برق در ایران از حدود ۳۶ درصد کنونی تا بیش از ۵۵ درصد شود.

طبقه‌بندی JEL: Q48, Q47, C63, Q40

کلیدواژه‌ها: بازار برق، شبیه‌سازی عامل بنیان، اصلاح قیمت سوخت، ترکیب تکنولوژی

تولید

* دانشجوی دکتری اقتصاد، دانشگاه تربیت مدرس، پست الکترونیک: assadi.mohammad@gmail.com

** دانشیار دانشکده مدیریت و اقتصاد دانشگاه تربیت مدرس - نویسنده مسئول، پست الکترونیک:

sadeghih@modares.ac.ir

*** استادیار دانشکده مدیریت و اقتصاد دانشگاه تربیت مدرس، پست الکترونیک:

sahabi_b@modares.ac.ir

**** استادیار دانشکده مدیریت و اقتصاد دانشگاه تربیت مدرس، پست الکترونیک: nasseri@modares.ac.ir

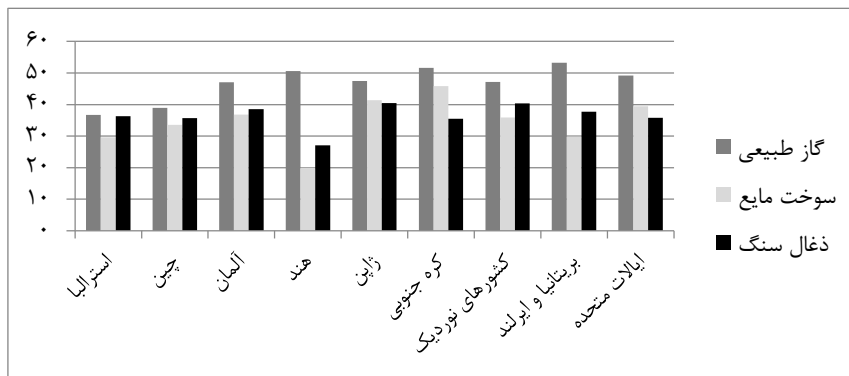
۱- مقدمه

انرژی به عنوان موتور محرک اقتصاد با به حرکت انداختن موتورهای تولید صنایع مختلف، سبب تولید کالاها و خدماتی می شود که انسان از مصرف آنها مطلوبیت کسب می کند. در کنار این مزایا، مصرف انرژی دارای پیامدهای جانبی منفی است به نحوی که افزایش مصرف انرژی حاصل از سوخت های فسیلی به واسطه انتشار آلاینده ها، ضمن ایجاد تغییرات برگشت ناپذیر در جهان، سبب بروز مشکلات جدی مرتبط با سلامت انسان ها و تحمیل هزینه های قابل توجهی بر جامعه انسانی و کل حیات در کره زمین می شود. این مشکلات و پیامدهای جانبی ناشی از تولید و مصرف انرژی لزوم سیاست گذاری مناسب در حوزه انرژی را به نحوی که منجر به تولید و مصرف کارای انرژی شود، برجسته می کند.

صنعت برق ایران با تولید بیش از ۲۶۶ تراوات ساعت برق در سال ۱۳۹۳ و تامین انرژی مورد نیاز بخش های مختلف، یکی از مهم ترین بخش های اقتصاد محسوب می شود. تامین این میزان انرژی برق توسط نیروگاه هایی با تکنولوژی های مختلف صورت می گیرد. در این سال نیروگاه های گازی، چرخه ترکیبی و بخاری به ترتیب با سهم ۳۳، ۲۴ و ۲۴ درصدی، بیشترین سهم را از ظرفیت تولید برق دارا بوده و نیروگاه های چرخه ترکیبی نیز با سهم ۳۶ درصدی بیشترین سهم را از تولید برق در اختیار دارند. در این سال متوسط راندمان نیروگاه های چرخه ترکیبی، بخاری و گازی به ترتیب برابر با ۴۴، ۳۵ و ۳۰ درصد و راندمان کل نیروگاه های حرارتی برابر با ۳۶/۳ درصد بوده است. شکل (۱) راندمان نیروگاه های چندین کشور مختلف را بر حسب سوخت مصرفی نشان می دهد. بر این اساس میانگین راندمان نیروگاه های حرارتی کشورهای منتخب برای سوخت های گاز طبیعی، سوخت مایع و زغال سنگ به ترتیب برابر با ۴۸، ۴۰ و ۳۵ درصد است. مقایسه راندمان تولید برق در ایران و کشورهای منتخب نشان دهنده ناکارایی تولید برق در ایران نسبت به سایر کشورهاست. درحالی که متوسط راندمان تولید برق حرارتی در ایران که تنها با سوخت مایع و گاز طبیعی صورت می گیرد، ۳۶ درصد است، میانگین تولید برق با این دو سوخت در این کشورهای منتخب بیش از ۴۳ درصد است. با در نظر داشتن این نکته که نیروگاه های با سوخت مایع و گاز طبیعی در این کشورها عمدتاً نیروگاه های اوج بار محسوب می شوند (که معمولاً دارای ضریب بهره برداری پایین تر و راندمان بالاتری نسبت

به نیروگاه‌های بار پایه می‌باشند)، ناکارآمدی نیروگاه‌های حرارتی ایران نسبت به سایر کشورها نمود بیشتری پیدا خواهد کرد.

نمودار (۱) - راندمان نیروگاه‌های حرارتی در کشورهای منتخب (هاسی و همکاران، ۲۰۱۴)



به نظر می‌رسد قیمت‌گذاری نامناسب سوخت مصرفی نیروگاه‌ها یکی از دلایل اصلی شکل‌گیری ترکیب ناکارای تکنولوژی تولید برق و راندمان پایین نیروگاه‌ها در ایران است. بنابراین، در این مقاله به بررسی اثر انحراف قیمت سوخت نیروگاهی بر ترکیب تکنولوژی تولید برق در ایران پرداخته می‌شود. برای این منظور ابتدا با استفاده از روش شبیه‌سازی عامل بنیان نسبت به مدل‌سازی صنعت برق ایران اقدام می‌شود. سپس به بررسی این موضوع پرداخته می‌شود که در صورت اصلاح قیمت حامل‌های انرژی، خروجی‌های صنعت برق از جمله ترکیب تکنولوژی تولید و راندمان شبکه برق به چه صورت تحت تاثیر قرار خواهد گرفت و در نتیجه ترکیب تکنولوژی جدید، متوسط راندمان و قیمت برق در بازار عمده‌فروشی به چه سمت و سویی حرکت خواهد کرد؟

در ادامه، در بخش دوم به بررسی سوابق تحقیق پرداخته می‌شود. در بخش سوم که به چارچوب نظری تحقیق اختصاص داده شده است، ضمن معرفی شبیه‌سازی عامل بنیان به مدل‌سازی مساله برنامه‌ریزی تولید در قالب شبیه‌سازی عامل بنیان پرداخته می‌شود. در بخش چهارم داده‌های تحقیق ارائه شده و در بخش پنجم، فروض لازم جهت به کارگیری مدل ارائه شده در بخش سوم برای شبیه‌سازی بازار برق ایران ارائه می‌شود. در بخش ششم نتایج شبیه‌سازی بازار برق ایران ارائه شده و در بخش هفتم جمع‌بندی و نتیجه‌گیری ارائه می‌شود.

۲- سابقه تحقیق

این مقاله به بررسی اثر اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها بر صنعت برق می‌پردازد. برای این منظور نشان داده می‌شود که با اصلاح قیمت‌های سوخت، ترکیب تکنولوژی تولید در صنعت برق ایران به چه صورت تغییر خواهد کرد و اثر این تغییر بر شرایط صنعت برق چگونه خواهد بود. از آنجا که این تحقیق به دنبال تعیین میزان و نوع ظرفیت تولید است، در چارچوب مساله توسعه تولید قرار می‌گیرد. بر اساس بررسی‌های نگارنده، تاکنون مطالعه‌ای داخلی برای مدل‌سازی بازار برق ایران و یا بررسی مساله توسعه ظرفیت تولید با استفاده از رویکرد شبیه‌سازی عامل بنیان صورت نگرفته است. تحقیقات داخلی صورت گرفته در داخل کشور که به نحوی با مساله توسعه تولید مرتبط می‌شوند بیشتر شامل مطالعاتی است که به بررسی برنامه‌ریزی بلندمدت توسعه تولید برق با رویکرد متمرکز و بدون در نظر گرفتن اثرات اصلاح قیمت‌های نسبی حامل‌های انرژی می‌پردازند.

جدیدالاسلام زیدآبادی و همکاران (۱۳۹۰) در مقاله خود مساله برنامه‌ریزی توسعه تولید را به صورت یک مساله بهینه‌سازی مدل کرده‌اند که در آن تابع هدف، کمینه کردن مجموع هزینه‌های سرمایه‌گذاری، بهره‌برداری، تعمیر و نگهداری، هزینه انرژی تامین نشده و همچنین ارزش بازیافتی هزینه‌های سرمایه‌گذاری است. نتایج نشان می‌دهد که عملکرد و کیفیت جواب به دست آمده از الگوریتم پیشنهادی، بهتر از الگوریتم‌های مرسوم و روش الگوریتم ژنتیک است.

منظور و رضایی (۱۳۹۱) با استفاده از رویکرد سیستم‌های پویا به بررسی اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها بر میزان ظرفیت‌سازی و تولید برق در دوره ۱۳۸۹-۱۳۹۸ در ایران می‌پردازند. این مطالعه نشان می‌دهد که اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی باعث تغییر قیمت در بازار برق و تقاضای برق شده که در نهایت منجر به تغییر در ظرفیت‌سازی نیروگاه‌ها و تولید برق می‌شود. بر اساس نتایج این تحقیق، با اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی و با فرض تعیین قیمت در قالب سازوکار بازار، ظرفیت تولید نیروگاهی در مقایسه با شرایط عدم افزایش قیمت سوخت کاهش قابل توجهی خواهد داشت. همچنین این بررسی پیش‌بینی می‌کند که ظرفیت تولید برقایی، بادی و سیکل ترکیبی از رشد پیوسته‌ای برخوردار بوده و ظرفیت تولید نیروگاه‌های بخاری با کاهش مواجه خواهد شد.

مطالعه منظور و رضایی با وجود در نظر گرفتن بسیاری از جزئیات در تعیین قیمت از رابطه‌ای تقلیل یافته استفاده می‌کند که با مکانیزم تعیین قیمت در بازار برق بسیار متفاوت است. علاوه بر این، اینکه مقاله مورد اشاره تقاضای برق را تنها بر مبنای تقاضای انرژی در نظر می‌گیرد که با توجه به ماهیت غیر قابل ذخیره بودن و متغیر بودن تقاضای برق (بان و الیویرا، ۲۰۰۷)، لازم است از منحنی بار استفاده کرد تا بتوان تغییرات بار و تاثیر آن بر ترکیب ظرفیت تولید را نیز در مدل‌سازی مورد توجه قرار داد.

برخلاف مطالعات داخلی، استفاده از روش شبیه‌سازی عامل بنیان در مطالعات خارجی در حال افزایش است. مطالعاتی را که از رویکرد عامل بنیان برای شبیه‌سازی و تحلیل بازارهای برق استفاده می‌کنند، می‌توان در دو دسته کلی تقسیم‌بندی کرد که البته گروه دوم ارتباط بیشتری با موضوع این مقاله پیدا می‌کنند:

الف) پژوهش‌های مربوط به بهره‌برداری از بازار برق

ب) پژوهش‌های مرتبط با برنامه‌ریزی توسعه تولید

باترود و همکاران (۲۰۰۷) در مطالعه خود یک مدل عامل بنیان را برای توسعه تولید در صنعت برق در چارچوب یک محیط تجدید ساختار شده برق ارائه می‌دهند که در آن تصمیم‌های سرمایه‌گذاری شرکت‌های تولیدکننده برق را با در نظر گرفتن کنش و واکنش‌های میان تولیدکنندگان مختلف بررسی می‌کنند. چارچوب مدل ارائه شده در این مطالعه دارای دو مرحله است. ابتدا هر شرکت تولیدکننده، سودآوری انتظاری خود را تخمین می‌زند و در خصوص سرمایه‌گذاری جدید تصمیم‌گیری می‌کند. در مرحله دوم احداث نیروگاه انجام شده و تسویه بازار در عمل اتفاق می‌افتد. آن‌ها در نهایت مدل خود را برای سیستم قدرت در کره جنوبی کالیبره کرده و اثرات اعمال سقف قیمت در بازار برق را بر قیمت بازار و توسعه سرمایه‌گذاری شرکت‌های فعال در بازار و نیز شرکت‌های وارد شونده به بازار بررسی می‌کنند.

چاپین و دیجکما (۲۰۰۷) در مطالعه خود از مدل‌سازی عامل بنیان برای بررسی اثر اعمال سیاست تجارت انتشار دی اکسید کربن بر سیستم‌های تولید برق اروپایی استفاده کرده‌اند. در این مطالعه، تغییرات بلندمدت تولید برق در سیستم‌های برق اروپایی که نتیجه تصمیمات سرمایه‌گذاری اتخاذ شده توسط عوامل در نظر گرفته شده در مدل است،

شبیه‌سازی شده است. این مطالعه نشان می‌دهد اثر اعمال سیاست تجارت کربن بر تغییر ترکیب تکنولوژی تولید برق تا حدودی ناچیز است.

سنسفس و همکاران (۲۰۰۸) در مطالعه خود به بررسی اثر تولید برق از منابع تجدیدپذیر بر انتشار دی‌اکسید کربن و احداث نیروگاه‌ها در آلمان با استفاده از یک مدل بر تحلیل عامل بنیان می‌پردازند. این مطالعه میزان تاثیرگذاری سیاست حمایتی از نیروگاه‌های تجدیدپذیر در آلمان را بر تولید هر یک از انواع نیروگاه‌های سنتی نشان می‌دهد. بر این اساس جایگزینی تولید نیروگاه‌های سنتی با نیروگاه‌های تجدیدپذیر موجب کاهش انتشار دی‌اکسید کربن به میزان ۷۴۰ تا ۷۸۰ گرم به ازای هر کیلووات‌ساعت تولید برق می‌شود. مطالعه اورتگا-وارکوئز و کرشن (۲۰۰۸) نیز در راستای مطالعه باترود و همکاران قرار دارد. با این تفاوت که آن‌ها مدل خود را برای داده‌های واقعی کالیبره نکرده و به کالیبره کردن مدل خود بر اساس یک سیستم آزمایشی اقدام می‌کنند.

یانگ و همکاران (۲۰۱۴) نیز از یک مدل عامل بنیان برای پیش‌بینی قیمت‌های بازار برق در نیوزیلند استفاده کرده‌اند. آنها در این مطالعه نشان می‌دهند در صورتی که اطلاعات کافی در مورد ذخایر آب و سایر متغیرهای کلیدی بازار مانند قیمت‌های سوخت، اطلاعات شبکه و تقاضا در دسترس باشد، مدل پیشنهادی می‌تواند قیمت‌های بازار برق را به صورت مناسبی پیش‌بینی کند. آنها همچنین نشان می‌دهند که در زمان‌های خروج اضطراری خطوط از شبکه که برخی عوامل موجود در بازار برق نیوزیلند را در مقام یک انحصارگر در بازار قرار می‌دهد - این عوامل توانایی بهره‌برداری از قدرت بازار را خواهند داشت.

دهلان (۲۰۱۵) در مقاله خود به شبیه‌سازی توسعه تولید در بازار برق با استفاده از روش تحلیل عامل بنیان می‌پردازد. در این مطالعه که در محیط نرم افزار متلب شبیه‌سازی شده است، انتظارات توسعه‌ای رقبا در قالب سناریوهایی اعمال می‌شود تا از وقوع سیکل‌های رکود-رونق^۱ در مدل جلوگیری شود. در این تحقیق پس از شبیه‌سازی بازار که مانند مطالعه اورتگا-وارکوئز و کرشن برای یک سیستم آزمایشی کالیبره می‌شود، در قالب سه سناریو اثرات ساختار بازار برق بر دینامیک‌های موجود در توسعه تولید مورد بررسی قرار می‌گیرد.

تانگ و همکاران (۲۰۱۵) در مقاله‌ای به بررسی اثرات طرح‌های مختلف دولت چین برای کاهش انتشار آلاینده‌ها به منظور تعیین مناسب‌ترین سیاست برای چین با استفاده از شبیه‌سازی عامل بنیان می‌پردازند. مدل مورد استفاده آن‌ها تمام عوامل اصلی را در یک چارچوب تعادل عمومی در نظر می‌گیرد. نتایج شبیه‌سازی نشان می‌دهد که تمام سیاست‌های مبتنی بر تجارت کربن می‌توانند به صورت موثری سبب کاهش انتشار کربن شده و در عین حال دارای اثر منفی بر حجم اقتصاد خواهند بود. همچنین در این تحقیق نشان داده شده است که سیاست ارائه یارانه به توسعه تکنولوژی می‌تواند بدون ایجاد هرگونه اثر منفی بر حجم اقتصاد، سبب کاهش موثر انتشار کربن شود.

۳- چارچوب نظری

در سیستم سنتی صنعت برق، کل زنجیره صنعت برق از تولید، انتقال تا توزیع و خرده‌فروشی به صورتی متمرکز و در اختیار یک شرکت قرار داشت (تریگو و همکاران، ۲۰۱۰). در این شرایط، به منظور تعیین چگونگی سرمایه‌گذاری و ایجاد ظرفیت‌های تولید برق در قالب مساله توسعه تولید، ابتدا هزینه‌های تولید را به صورت یک تابع هزینه و قیدهای مربوطه مشخص می‌شد. سپس با کمینه کردن مجموع هزینه‌های تولید برق، میزان، زمان‌بندی و نوع سرمایه‌گذاری‌های بهینه برای تولید برق تعیین می‌شد (ژانگ و همکاران، ۲۰۱۳ و سانتوز و لگی، ۲۰۱۳).

در محیط تجدید ساختار شده صنعت برق که در آن بخش‌های مختلف این صنعت مشمول مجزاسازی عمودی و افقی و توسعه رقابت در بخش‌های قابل رقابت این صنعت شده است، برنامه‌ریزی توسعه تولید که پیشتر بر اساس یک فرآیند تصمیم‌گیری متمرکز صورت می‌گرفت با رویکردی که مبتنی بر فرآیند حداکثرسازی منافع توسط بنگاه‌های حاضر در بازار برق است، جایگزین شده است (اولسینا و همکاران، ۲۰۰۶ و پیرا و سارایوا، ۲۰۱۰). در این شرایط جدید، هر بنگاه به منظور تعیین راهبرد خود در مورد سرمایه‌گذاری در احداث یک نیروگاه جدید باید بر اساس تحلیل و پیش‌بینی خود از شرایط آینده تقاضا، قیمت سوخت و نیز استراتژی‌های پیشنهاددهی قیمت سایر رقبا عمل کند. بنابراین، برای بررسی رفتار بازیگران متعدد در این بازار، به روش‌هایی چون

شبیه‌سازی عامل بنیان نیاز است که بتواند تعاملات پیچیده میان بازیگران بازار را مدل‌سازی کنند.

شبیه‌سازی عامل بنیان یک تکنیک محاسباتی برای شبیه‌سازی رفتار و کنش و واکنش میان عوامل مستقل در یک سیستم پیچیده به منظور بررسی اثرات آن‌ها در کل سیستم، است. در شبیه‌سازی عامل بنیان، عوامل^۱ مستقل، موقعیت خود را در محیط ارزیابی کرده و تصمیمات لازم را بر مبنای مجموعه‌ای از قواعد رفتاری (که سازنده مدل تعیین می‌کند) برای دستیابی به هدف موردنظر اتخاذ می‌کند. همانند روش سیستم‌های دینامیکی، می‌توان از تحلیل عامل بنیان برای شبیه‌سازی طبیعت پویای سرمایه‌گذاری در صنعت برق و تعاملات آن با سمت تقاضا و برون‌داد آن استفاده کرد.

در این روش برخلاف رویکرد از بالا به پایین^۲ روش سیستم‌های دینامیکی برای مدل‌سازی سیستم‌های پیچیده کرد. از یک رویکرد استقرایی^۳ استفاده می‌شود. در این روش تک تک عوامل موثر در سیستم (به عنوان مثال، هر یک از تولیدکنندگان برق) به صورتی واضح مشخص شده و در قالب یک سیستم بزرگ‌تر به هم مرتبط می‌شوند (ویدلیک و وید، ۲۰۰۸ و ایزنبرگ، ۲۰۱۴).

از آنجا که در یک صنعت برق تجدید ساختار شده، مجموعه‌ای از بازیگران و سرمایه‌گذاران مستقل در محیطی مانند بازار برق به رقابت با یکدیگر می‌پردازند و نیز با توجه به اینکه در شبیه‌سازی عامل بنیان مجموعه‌ای از عوامل مستقل مدنظر قرار دارند که در یک محیط و بر اساس قواعدی مشخص به تعامل با یکدیگر می‌پردازند، سبب شده است که رویکرد عامل بنیان برای شبیه‌سازی صنعت برق بسیار مورد توجه قرار گیرد.

به‌منظور شبیه‌سازی با استفاده از روش عامل بنیان در وهله اول لازم است هر یک از عوامل یا بازیگران تاثیرگذار در مدل و نحوه عملکرد آن‌ها در تعامل با سایر اجزای مدل مشخص شود. پس از تعیین عوامل، عملکرد هر یک از آن‌ها در مدل در قالب یک زیر برنامه (به صورت یک شی) برنامه‌نویسی شده و بر هم کنش میان انتخاب‌ها و رفتارهای هر یک از این اشیا (عوامل) در قالب یک برنامه کلی مورد توجه قرار می‌گیرد. لذا برای شبیه‌سازی مدل

1- Agent

2- Top-down

3- Bottom-up

عامل بنیان، لازم است از برنامه‌نویسی کامپیوتری شی‌گرا^۱ استفاده کرد. در این تحقیق برای شبیه‌سازی بازار برق ایران از برنامه‌نویسی در محیط نرم‌افزار متلب استفاده شده است.

در این تحقیق، مطابق با بسیاری از تحقیقات صورت گرفته در حوزه بازار برق (اورتگا-وار کوتزو کرشن، ۲۰۰۸ و دهلان، ۲۰۱۵) دو نوع عامل در بازار برق مورد استفاده قرار می‌گیرد؛ این عوامل شامل تعدادی بنگاه تولیدکننده برق است که هر یک مالک تعدادی نیروگاه بوده و به دنبال انتخاب بهترین استراتژی جهت حداکثر کردن سود خود هستند. همچنین، از یک عامل به عنوان بازار یا بهره‌بردار مستقل سیستم قدرت استفاده شده است که بازار برق را براساس سازوکار قیمت حاشیه‌ای سیستم^۲ تسویه می‌کند. به هر روی، پس از آنکه هر یک از اجزای سیستم در خصوص استراتژی انتخابی خود تصمیم‌گیری کرد (مثلاً تصمیم هر یک از بنگاه‌های تولید برق برای میزان و نوع سرمایه‌گذاری)، در مرحله بعد تمام این فرآیندهای تصمیم‌گیری توسط عوامل مختلف به هم مرتبط شده تا بتوان کل سیستم را تشکیل داده و کنش و واکنش میان تمام اجزای سیستم با یکدیگر را در یک قالب کلی مشاهده و تحلیل کرد.

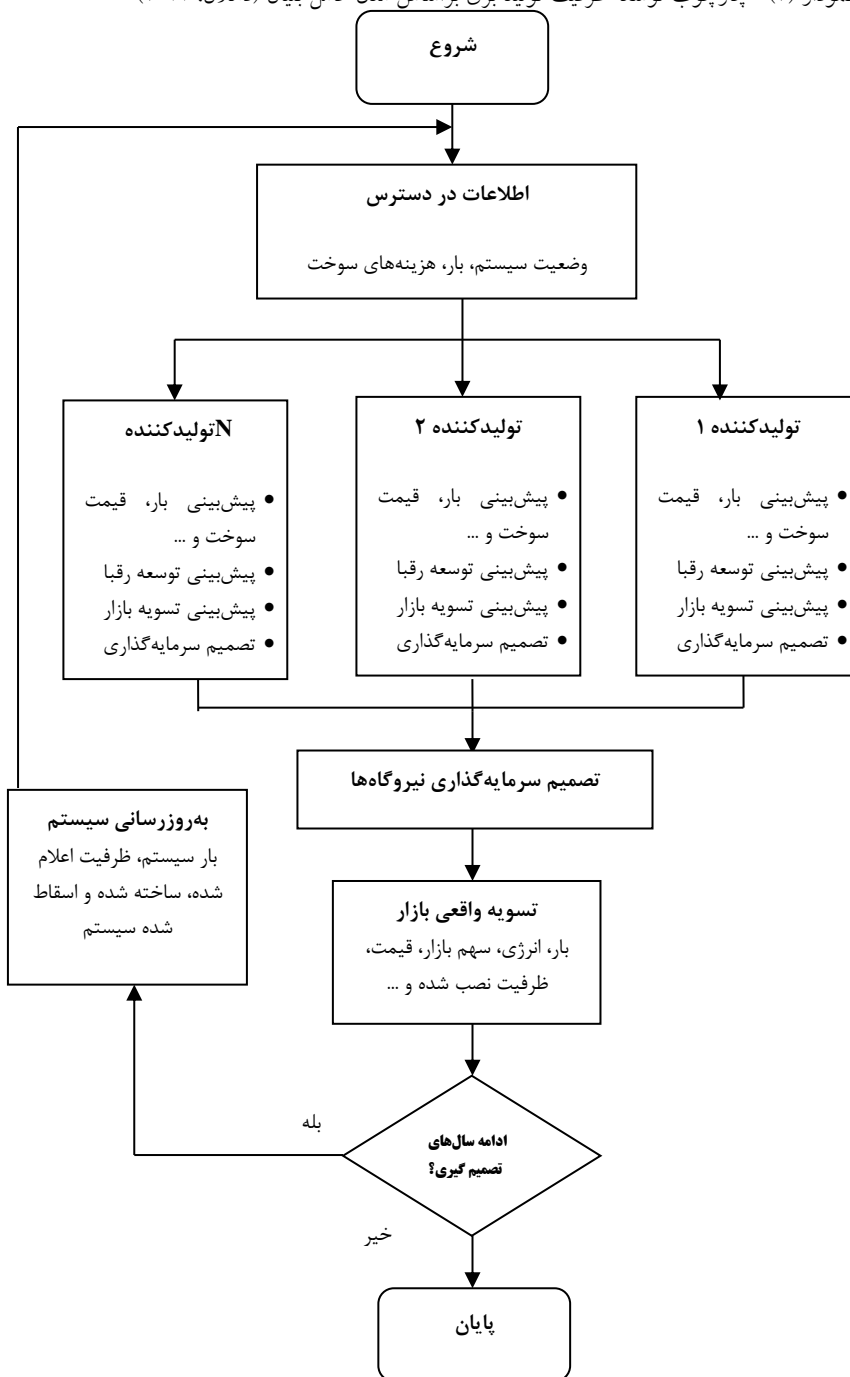
نمودار (۲) چارچوب کلی الگوریتم مورد استفاده در این تحقیق جهت توسعه سرمایه‌گذاری در ظرفیت تولید برق را با استفاده از مدل‌سازی عامل بنیان را نشان می‌دهد. در این چارچوب، هر تولیدکننده برق به صورت یک عامل مستقل مدل‌سازی می‌شود که به منظور حداکثرسازی سود خود نسبت به محیط اطراف خود (در اینجا بازار برق) واکنش نشان می‌دهد. بنابراین، هر تولیدکننده به منظور ارزیابی سرمایه‌گذاری، رشد بار، هزینه سوخت و راهبرد سرمایه‌گذاری رقبا را در آینده پیش‌بینی می‌کند. تولیدکننده برق با استفاده از این مقادیر پیش‌بینی شده، قیمت انتظاری برق را با تسویه بازار براساس روشی مشابه بازار برق در هر سال پیش‌بینی می‌کند و سپس درآمد نیروگاه‌ها را در طول عمر آن‌ها تخمین می‌زند. در این مدل فرض می‌شود که هر یک از شرکت‌های تولیدکننده برق تصمیم‌گیری‌های خود را به صورت سالانه انجام می‌دهند و به دلیل اینکه اطلاعات کل سیستم در هر مرحله افشا می‌شود برای انجام پیش‌بینی‌های خود در هر سال به اطلاعات اولیه سیستم مانند بار، ظرفیت سیستم، هزینه‌های سوخت و... دسترسی دارند.

1- Object Oriented Programming

2- System Marginal Price

۹۰ فصلنامه پژوهشنامه اقتصادی، سال هفدهم، شماره ۶۵، تابستان ۱۳۹۶

نمودار (۲) - چارچوب توسعه ظرفیت تولید برق براساس مدل عامل بنیان (دهلان، ۲۰۱۱)



پس از آنکه هر یک از شرکت‌های تولیدکننده، تصمیمات خود را در خصوص سرمایه‌گذاری‌های آن سال اتخاذ کردند، بهره‌بردار مستقل سیستم، بازار واقعی را بر اساس ظرفیت جدید سیستم تسویه می‌کند. از مدل بازار واقعی برای محاسبه قیمت‌های واقعی برق در آن سال استفاده می‌شود. نیروگاه‌های جدید انتخاب شده برای سرمایه‌گذاری، تنها پس از اتمام دوره ساخت وارد سیستم می‌شوند. سرانجام، در انتهای هر سال، اطلاعات جدید سیستم در خصوص بار، ظرفیت اضافه شده و ظرفیت اسقاط شده به‌روزرسانی می‌شود و شرکت‌های تولیدکننده از این اطلاعات برای اتخاذ تصمیمات خود برای دور بعدی سرمایه‌گذاری در سال بعد استفاده می‌کنند. در سال‌های بعد نیز کل این فرآیند تا اتمام دوره شبیه‌سازی ادامه خواهد یافت. در ادامه نسبت به مدل‌سازی این دو نوع از عوامل موجود در بازار برق ایران (بهره‌بردار مستقل سیستم و تولیدکنندگان) اقدام می‌شود.

بهره‌بردار مستقل سیستم: یک عامل کلیدی در شبیه‌سازی بازار برق، بهره‌بردار مستقل سیستم است (در ایران این وظیفه برعهده شرکت مدیریت شبکه برق ایران است). این عامل، وظیفه برگزاری حراج و تسویه بازار برق را برعهده دارد. از این‌رو، با در نظر گرفتن بهره‌بردار مستقل سیستم به عنوان یک عامل در مدل به صورت همزمان عملکرد بازار برق و سازوکار تسویه آن نیز شبیه‌سازی می‌شود.

در بازارهای برق برای هر ساعت، یک حراج جداگانه برگزار می‌شود. بنابراین، در این بازار برای هر یک از ۸۷۶۰ ساعت سال یک قیمت متفاوت وجود خواهد داشت. برای شبیه‌سازی بازار برق لازم است این بازار را به ۸۷۶۰ بازار مختلف تفکیک کرده و برای هر یک از آن‌ها به صورت جداگانه بازار را تسویه کرد. با توجه به ماهیت زمانبر بودن محاسبات به روش تحلیل عامل بنیان که مبتنی بر تکرارهای گسترده است، تسویه ۸۷۶۰ بازار سبب زمانبر بودن محاسبات خواهد شد. برای جلوگیری از این امر، در بیشتر مطالعات صورت گرفته منحنی تداوم بار را به چند قسمت مجزا تقسیم می‌کنند. مطابق نمودار (۳) در این تحقیق نیز منحنی تداوم بار ایران به ۱۰ بخش تقسیم شده است.

فرآیند تسویه بازار که توسط بهره‌بردار مستقل سیستم انجام می‌شود را می‌توان به صورت یک مساله بهینه‌یابی که در آن کل هزینه عملیاتی حداقل می‌شود، مدل‌سازی کرد:

$$\min \left\{ \sum_{(s=1)}^S \sum_{(i=1)}^I (MCb_i p_{i,s} d_s) \right\} \quad (1)$$

که در آن S تعداد بخش‌های منحنی تداوم بار، I تعداد واحدهای تولیدکننده شرکت‌کننده در بازار، MCb_i قیمت پیشنهادی واحد i ام و $p_{i,s}$ قدرت تولیدی توسط واحد i در بخش s و d_s تعداد ساعات بخش s است. لازم است در انجام مساله بهینه‌سازی فوق بهینه‌سازی فوق محدودیت‌های زیر مد نظر قرار گیرند:

$$\sum_{(i=1)}^I p_{i,s} = pd_s \quad (۲)$$

$$0 \leq p_{i,s} \leq P_i^{\max} \quad (۳)$$

که در آن pd_s تقاضای سیستم در بخش s است. محدودیت اول به آن معنی است که ظرفیت انتخاب شده در هر بخش از منحنی تداوم بار، تقاضای بار برای آن بخش را پوشش دهد. همچنین میزان تولید هر واحد تولیدی عددی مثبت و کوچک‌تر از حداکثر ظرفیت تولید خود باشد. همانگونه که عنوان شد، در فرآیند تسویه بازار برای هر بخش از منحنی تداوم بار، کل هزینه عملیاتی حداقل می‌شود. با توجه به اینکه قیمت تعیین شده در هر بخش از منحنی تداوم بار و پرداختی به نیروگاه‌ها براساس سیستم تسویه مبتنی بر قیمت حاشیه‌ای سیستم^۱ تعیین می‌شود؛ در این سیستم، قیمت تسویه‌کننده بازار برابر با هزینه تولید یک واحد (بر حسب کیلو وات ساعت یا مگاوات ساعت) برق اضافی است. بنابراین، قیمت بازار با هزینه نهایی گران‌ترین واحد تولیدکننده در بازار برابر است.

تولیدکننده: این عامل رفتار هر یک از شرکت‌های تولیدکننده فعال در بازار برق را شبیه‌سازی می‌کند. کار ویژه اصلی یک تولیدکننده در این مدل تصمیم‌گیری در خصوص احداث نیروگاه‌های جدید یا اسقاط نیروگاه‌های موجود و نیز ارائه پیشنهادات قیمتی به منظور فروش برق در بازار انرژی است. به‌منظور تصمیم‌گیری در خصوص احداث و اسقاط نیروگاه‌ها، ابتدا لازم است تولیدکننده از شرایط محیط اطراف شامل پیش‌بینی منحنی تداوم بار، راندمان نیروگاه‌های موجود، هزینه‌های سوخت و طرح‌های توسعه سایر رقبا اطلاعات لازم را کسب کند. پس از جمع‌آوری این اطلاعات، تولیدکننده پیشنهادات مربوط به نرخ انرژی در بازار را برای کل بازیگران موجود در بازار تخمین می‌زند و بر این اساس، شرکت تولیدکننده می‌تواند قیمت بازار را برآورد کرده و در باب ایجاد یا عدم ایجاد نیروگاه‌های جدید تصمیم‌گیری کند (ریشتمین و همکاران، ۲۰۱۴).

در شرایط رقابت کامل، منحنی عرضه معادل منحنی هزینه نهایی یک بنگاه خواهد شد. همچنین در صورتی که یک بازار برق رقابتی بر اساس سازوکار قیمت حاشیه‌ای سیستم تسویه شود، بهترین استراتژی برای بنگاه‌ها این است که هزینه نهایی خود را برای فروش برق خود در بازار پیشنهاد دهند. در این تحقیق فرض می‌شود که در زمان‌هایی که کمبود عرضه در بازار وجود ندارد و شرایط بازار رقابتی حاکم است، هر واحد تولیدی قیمت‌هایی را در بازار پیشنهاد می‌دهد که هزینه‌های متغیر تولید را پوشش دهد. همچنین فرض می‌شود هزینه‌های متغیر تنها شامل هزینه‌های سوخت مصرفی است، چرا که سایر هزینه‌های متغیر در مقایسه با هزینه‌های سوخت قابل اغماض هستند. بر این اساس، با فرض قابل قبول خطی بودن مشخصه ورودی-خروجی نیروگاه، می‌توان گفت که این هزینه محاسبه شده، شیب منحنی هزینه نهایی بنگاه است (اولسینا و همکاران، ۲۰۰۶ و برنند و میسای، ۲۰۱۴). بنابراین در زمان‌هایی که کمبود عرضه در بازار وجود ندارد، نیروگاه‌ها پیشنهادات مربوط به قیمت هر کیلووات‌ساعت برق خود در بازار را بر اساس رابطه (۴) ارائه خواهند داد.

$$MCb_i = P_f \times \frac{HV_e}{HV_f \times Eff} \quad (4)$$

که در آن P_f قیمت هر واحد سوخت مصرفی (ریال به ازای هر مترمکعب گاز طبیعی یا ریال به ازای هر لیتر سوخت مایع) است، HV_e ارزش حرارتی هر کیلووات‌ساعت برق تولیدی است (کیلوکالری بر کیلووات‌ساعت)، HV_f ارزش حرارتی هر واحد سوخت مصرفی (کیلوکالری بر مترمکعب گاز طبیعی یا کیلوکالری بر لیتر سوخت مایع) و Eff راندمان نیروگاه (درصد) است^۱. اما اگر بازار با کمبود عرضه مواجه شود، نیروگاه‌ها قیمت پیشنهادی خود در بازار را تا سقف قیمت بازار بالا خواهند برد.

پس از آنکه نیروگاه‌های مختلف پیشنهادات قیمتی خود را بر اساس اصول مطرح شده به بازار ارائه می‌دهند، بهره‌بردار مستقل سیستم ضمن تعیین قیمت بازار، برندگان بازار و میزان تولید هر یک را مشخص می‌کند (بازار تسویه می‌شود). پس از تسویه بازار، میزان درآمدها و هزینه‌های هر یک از تولیدکنندگان مشخص می‌شود.

۱- ارزش حرارتی هر کیلووات‌ساعت برق ۸۶۰ کیلوکالری و هر مترمکعب گاز طبیعی، ۸۶۷۱ کیلوکالری است. (منبع: ترازنامه انرژی ۱۳۹۳)

در کنار مشارکت در بازار واقعی هر یک از بازیگران برای تصمیم‌گیری در خصوص میزان سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه‌های جدید، تصمیم‌گیری کنند. برای این منظور هر یک از نیروگاه‌ها باید براساس پیش‌بینی خود از عملکرد سایر رقبا در بازار برق (به عنوان مثال، پیش‌بینی قیمت‌های پیشنهادی آن‌ها در بازار)، بازار برق را مشابه با عملکرد بهره‌بردار مستقل سیستم تسویه کرده و درآمدهای آتی نیروگاه‌های جدید را برآورد کنند و بر اساس آن در خصوص سرمایه‌گذاری یا عدم سرمایه‌گذاری اقدام کنند. پس از تسویه بازار توسط هر یک از بنگاه‌ها و اطلاع از هزینه‌ها و درآمدهای گزینه‌های سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های جدید با استفاده از مدل‌های مالی نسبت به ارزیابی گزینه‌های سرمایه‌گذاری خود اقدام می‌کنند. در این مدل‌های مالی، درآمد عملیاتی خالص هر نیروگاه برق با استفاده از رابطه (۵) برآورد می‌شود.

$$CF_{genco} = (ER_j - PC_j) \cdot j \quad (5)$$

که در آن ER_j درآمد سالانه فروش برق واحد تولیدی j و PC_j هزینه‌های تولید سالیانه واحد تولیدی j است که بر اساس دو رابطه (۶) و (۷) محاسبه می‌شوند.

$$ER_j = \sum_{s=1}^S \pi_{clear,s} P_{j,s} d_s \quad (6)$$

$$PC_j = \sum_{s=1}^S (MCb_j) P_{j,s} d_s \quad (7)$$

که در آن $\pi_{clear,s}$ قیمت تسویه‌کننده بازار در بخش s از منحنی تداوم بار است (که از تسویه بازار به دست می‌آید). درنهایت، پس از محاسبه درآمدها و هزینه‌های عملیاتی برای هر سال از عمر یک نیروگاه جدید ممکن و با در نظر داشتن هزینه‌های ثابت احداث و سایر هزینه‌های ثابت بهره‌برداری، شرکت تولیدکننده برق بر اساس معیار ارزش فعلی که در رابطه (۸) نشان داده شده است، تصمیم‌گیری خود را در خصوص انجام سرمایه‌گذاری موردنظر انجام دهد.

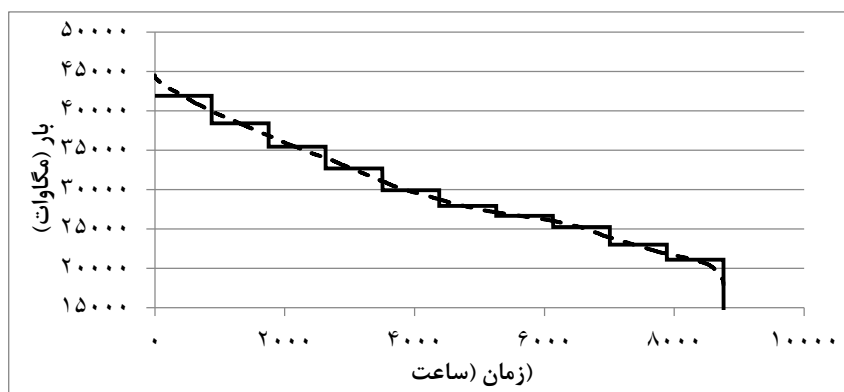
$$NPV = \sum_{t=0}^T \frac{CF_t}{(1+r)^t} \quad (8)$$

در رابطه (۸)، T کل دوره زمانی پروژه شامل دوره ساخت و دوره بهره‌برداری نیروگاه است. CF_t جریان مالی پروژه در هر سال و r نرخ تنزیل است که می‌تواند برای هر یک از شرکت‌ها عدد متفاوتی باشد.

۴- داده‌ها

پس از مدل‌سازی بازار برق با استفاده از شبیه‌سازی عامل بنیان، لازم است این مدل را برای بازار برق ایران کالیبره کرد. برای این منظور از اطلاعات شبکه برق کشور در سال ۱۳۹۳ استفاده می‌شود. نمودار (۵) منحنی تداوم بار (خالص) شبکه برق در سال ۱۳۹۳ را نشان می‌دهد که در راستای اهداف تحقیق به ۱۰ بخش تقسیم شده است. بر این اساس حداکثر بار همزمان شبکه برق در این سال نزدیک به ۴۴۵۰۰ مگاوات و حداقل بار ۱۷۹۰۰ مگاوات بوده است.

نمودار (۳)- منحنی تداوم بار شبکه برق کشور در سال ۱۳۹۳



منبع: شرکت مدیریت شبکه برق ایران و محاسبات محقق

در سمت عرضه نیز اطلاعات مربوط به عملکرد نیروگاه‌های موجود برای تعیین پیشنهادات تسویه بازار مورد استفاده قرار می‌گیرد. این اطلاعات شامل قدرت نامی، قدرت عملی، راندمان، مصرف داخلی مربوط به تمام نیروگاه‌های موجود در بازار برق ایران در سال ۱۳۹۳ است. جدول (۱) این اطلاعات را به صورت کلی نشان می‌دهد.

هر یک از بازیگران بازار برای ارزیابی پروژه‌های سرمایه‌گذاری خود علاوه بر داده‌های موردنیاز برای تسویه بازار، نیازمند اطلاعاتی هستند که در تعیین هزینه‌ها و درآمدهای هر یک از نیروگاه‌های جدید مورد استفاده قرار می‌گیرند. جدول (۲) مشخصات و هزینه‌های احداث و بهره‌برداری انواع نیروگاه‌ها را نشان می‌دهد. با توجه به عدم شفافیت لازم در خصوص اطلاعات مربوط به هزینه‌های احداث و بهره‌برداری، این اطلاعات از منابع مختلف از جمله سایر مقالات در این حوزه و نیز نظر خبرگان صنعت برق اخذ شده است.

۹۶ فصلنامه پژوهشنامه اقتصادی، سال هفدهم، شماره ۶۵، تابستان ۱۳۹۶

جدول (۱)- مشخصات کلی نیروگاه‌های کشور در سال ۱۳۹۳

راندمان درصد	مصرف داخلی درصد	میانگین قدرت عملی مگاوات	قدرت نامی مگاوات	تعداد نیروگاه	
۳۵/۲	۶۰۹	۱۵۲۵۲	۱۵۸۳۰	۲۵	بخاری
۳۰/۳	۰/۹	۲۱۲۲۱	۲۶۲۰۳	۶۴	گازی
۴۴	۱/۸	۱۵۱۰۵	۱۸۴۹۴	۱۹	چرخه ترکیبی
۳۳/۴	۸/۴	۲۶۳	۴۰۹	۱۰	دیزلی
-	۰/۶	۱۰۷۸۲	۱۰۷۸۲	۳۶	برقابی
-	۰	۱۰۲۰	۱۰۲۰	۱	اتمی
-	۰	۱۴۱	۱۴۱	۳	بادی
-	۰	*	*	*	خورشیدی
۳۶/۳	۳/۱	۶۳۸۱۶	۷۲۱۹۰		کل

منبع: آمار تفصیلی صنعت برق ۱۳۹۳ و محاسبات محقق

جدول (۲)- مشخصات عملکرد و هزینه‌های احداث و بهره‌برداری نیروگاه

دوره بهره‌برداری سال	دوره ساخت سال	امکان بهره‌برداری درصد	ضریب افت قدرت درصد	راندمان درصد	هزینه‌های ثابت بهره‌برداری <i>Euro/kWh</i>	هزینه ثابت احداث** <i>Euro/kW</i>	
۳۰	۵	۰/۹	۰/۹۷	۴۰	۱۵	۹۰۰	بخاری
۲۵	۲	۰/۹	۰/۸	۳۱	۲۰	۴۰۰	گازی
۲۵	۳	۰/۹	۰/۸۳	۴۹/۵	۱۵	۶۰۰	چرخه ترکیبی قدیمی
۲۵	۳	۰/۹	۰/۸۳	۵۸	۱۵	۸۰۰	چرخه ترکیبی جدید
۱۵	۱	۰/۹	۰/۷	۳۳	۲۰	۳۰۰	دیزل
۵۰	۵	۰/۲	۱	-	۳۰	۲۰۰۰	برقابی
۱۵	۱	۰/۲۵	۱	-	۱۰	۲۵۰۰	خورشیدی
۱۵	۲	۰/۲	۱	-	۳۰	۱۷۰۰	بادی

**نرخ یورو برابر با ۳۵۰۰۰ ریال (میانگین تقریبی نرخ رسمی و بازاری در سال ۱۳۹۳) در نظر گرفته می‌شود.

منبع: *eia* (۲۰۱۳) و خبرگان صنعت برق

۵- فروض مدل

به منظور بکارگیری مدل ارائه شده در بخش مدل سازی برای بازار برق ایران، لازم است با در نظر گرفتن برخی فروض، مدل مورد نظر را با بازار برق ایران سازگار کرد. ابتدا فرض می شود که چند شرکت فعال در صنعت برق کشور وجود دارد که هر یک از آن ها مالکیت یک نوع از نیروگاه های کشور را در اختیار داشته و سرمایه گذاری های جدید خود را نیز در همان تکنولوژی انجام می دهند. هر یک از این شرکت ها به عنوان یک عامل تولید کننده در نظر گرفته می شوند.

در این تحقیق دو سناریو برای قیمت سوخت نیروگاهی در نظر گرفته شده است؛ در سناریوی اول که در حقیقت ادامه وضع موجود است، فرض می شود که در طول دوره شبیه سازی قیمت سوخت ثابت باشد. در سناریوی دوم سعی می شود قیمت سوخت نیروگاهی به قیمت بین المللی گاز طبیعی افزایش داده شود. با توجه به ماهیت منطقه ای قیمت گاز و عدم وجود یک بازار متشکل گاز در منطقه و نیز عدم شفافیت قیمت در بسیاری از قراردادهای گازی، نمی توان به روشنی از یک قیمت واقعی بین المللی برای گاز صحبت به میان آورد.^۱

همچنین در سال های اخیر قیمت گاز و به طور کلی قیمت انرژی با نوسان جدی همراه بوده است. بنابراین در سناریوی دوم تحقیق از متوسط قیمت وارداتی گاز طبیعی اروپا در سه سال گذشته به عنوان جایگزینی برای متوسط قیمت بین المللی گاز طبیعی استفاده می شود. بنابراین، در سناریوی دوم که به دنبال بررسی اثر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی بر بازار و صنعت برق است، قیمت سوخت به صورت یکنواخت در یک دوره پنج ساله تا ۱۰۰ هزار ریال افزایش داده می شود.

به منظور در نظر گرفتن محدودیت های فنی و مالی در سرمایه گذاری های جدید، فرض می شود که حجم سرمایه گذاری سالیانه شرکت های تولید با یک سقف مشخصی محدود می شود (جدول (۳)). به عنوان مثال، شرکت تولید مالک نیروگاه های گازی می تواند تا سقف ۱۰ واحد نیروگاهی ۱۰۰۰ مگاواتی ظرفیت جدید ایجاد کند. همچنین

۱- به عنوان مثال، قیمت فروش گاز طبیعی ایران به ترکیه یا خرید گاز از ترکمنستان چندان شفاف نیست به نحوی که در منابع مختلف در مورد قیمت صادرات گاز طبیعی ایران به ترکیه به قیمت هایی از ۲۵ تا ۵۰ سنت به ازای هر متر مکعب اشاره می شود.

۹۸ فصلنامه پژوهشنامه اقتصادی، سال هفدهم، شماره ۶۵، تابستان ۱۳۹۶

فرض شده است که با توجه به مشکلات ناشی از احداث نیروگاه‌های هسته‌ای برای ایران، حداکثر ۳ درصد از ظرفیت نصب شده در کشور می‌تواند از نوع هسته‌ای باشد. محدودیت‌هایی در خصوص حداکثر سهم از ظرفیت نصب شده در مورد انرژی خورشیدی، بادی و برقی هم منظور شده است. بدیهی است که این دو محدودیت تنها ناظر بر یک میزان حداکثری است و اینکه چه میزان از آن‌ها تحقق پیدا کند به نتایج بازار و میزان بازدهی سرمایه‌گذاری در هر یک از این تکنولوژی‌ها بستگی دارد.

جدول (۳) - فروض مربوط به محدودیت‌های واحدهای جدیدالاحداث

نوع نیروگاه	ظرفیت اسمی مگاوات	حداکثر سهم از ظرفیت نصب شده درصد	حداکثر واحد قابل نصب در هر سال
گازی ساده	۱۰۰۰	۱۰۰	۱۰
چرخه ترکیبی	۱۰۰۰	۱۰۰	۱۰
بخاری	۱۰۰۰	۱۰۰	۱۰
چرخه ترکیبی جدید	۱۰۰۰	۱۰۰	۱۰
برقابی	۱۰۰۰	۱۵	۱۰
خورشیدی	۵۰	۱۰	۳
دیزل	۵۰	۱۰	۱۰
اتمی	۱۰۰۰	۳	۱
بادی	۵۰	۵	۱

با توجه به اینکه در مدل مورد استفاده، منحنی تداوم بار به چند بخش تقسیم می‌شود - به صورتی که در نمودار (۳) مشاهده می‌شود - منحنی تداوم بار شبکه برق کشور به ۱۰ قسمت مساوی تقسیم شده است که هر قسمت آن ۸۷۶ ساعت طول می‌کشد. مقدار بار در هر بخش از منحنی برابر میانگین بار در آن بخش منظور شده است. بر این اساس حداکثر بار در سال اول شبیه‌سازی برابر با ۴۱۹۰۴ مگاوات و حداقل آن ۲۱۱۰۸ مگاوات است. برای رشد بار شبکه برق کشور طی دوه ۴۰ ساله شبیه‌سازی، دو سناریوی مبتنی بر شدت انرژی الکتریکی در نظر گرفته می‌شود. در سناریو اول، فرض می‌شود که شدت

انرژی الکتریکی در دوره شبیه‌سازی ثابت بماند و در سناریو بعدی فرض می‌شود که با بهبود بهره‌وری انرژی در کشور، شدت انرژی الکتریکی در انتهای دوره شبیه‌سازی با کاهش ۵۰ درصدی همراه شده^۱ و به مقادیر کشورهای توسعه یافته نزدیک شود. بنابراین با فرض اینکه متوسط رشد تولید ناخالص داخلی در طول دوره شبیه‌سازی برابر با متوسط رشد آن در ۲۰ سال گذشته باشد^۲، می‌توان دو سناریوی رشد ۳/۲ و ۱/۴۲ درصدی را برای منحنی تداوم بار در نظر گرفت. با توجه به اینکه دو سناریو نیز برای سوخت مصرفی تعریف شد، به طور کلی چهار سناریوی ترکیبی زیر در نظر گرفته شد:

۱- قیمت سوخت نیروگاهی ثابت مانده و منحنی تداوم بار دارای رشد سالیانه ۳/۲ درصد باشند.

۲- قیمت سوخت نیروگاهی ثابت مانده و منحنی تداوم بار دارای رشد سالیانه ۱/۴۲ درصد باشند.

۳- قیمت سوخت نیروگاهی تا ۱۰۰۰ ریال افزایش یابد و منحنی تداوم بار دارای رشد سالیانه ۳/۲ درصد باشند.

۴- قیمت سوخت نیروگاهی تا ۱۰۰۰ ریال افزایش یابد و منحنی تداوم بار دارای رشد سالیانه ۱/۴۲ درصد باشند.

۶- نتایج

پس از مدل‌سازی بازار برق با استفاده از یک مدل مبتنی بر رویکرد عامل بنیان و مشخص کردن وضعیت متغیرها و پارامترها، مدل ارائه شده با استفاده از برنامه‌نویسی در محیط نرم‌افزار متلب تدوین و بازار برق ایران برای یک دوره بلندمدت ۴۰ ساله شبیه‌سازی شد. نمودار (۴) پیش‌بینی مدل ارائه شده از وضعیت ظرفیت عملی نصب شده کشور به تفکیک نیروگاه‌های مختلف و سهم هر یک از آنها را در صورت اجرای سناریوی اول (عدم تغییر

۱- شدت مصرف انرژی در ایران و متوسط کشورهای OECD در سال ۲۰۱۲ به ترتیب برابر با ۰/۵۹۴ و ۰/۰۸۲ تن معادل نفت خام به ازای هر ۱۰۰۰ دلار و بر اساس شاخص برابری قدرت خرید به ترتیب ۰/۱۳۸ و ۰/۸۳ تن معادل نفت خام به ازای هر هزار دلار بوده است. (ترازنامه انرژی، ۱۳۹۲)

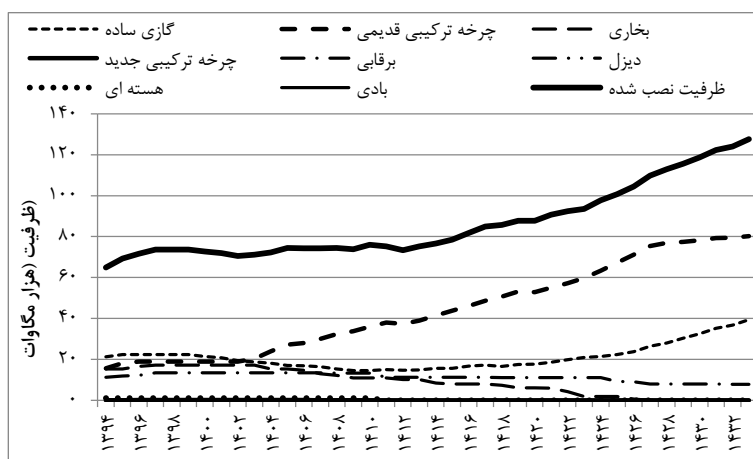
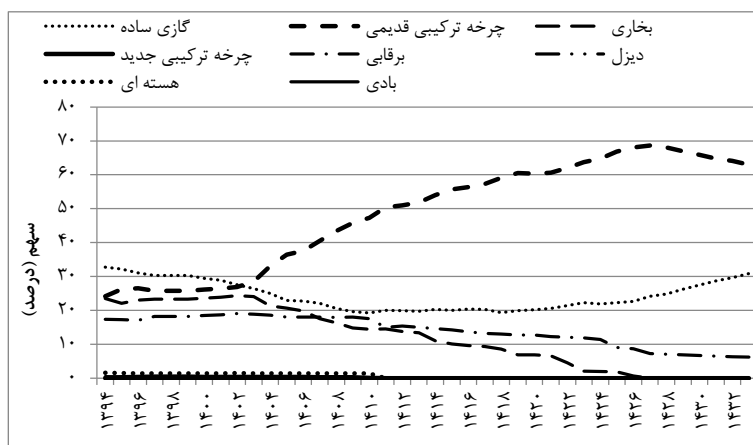
۲- متوسط رشد اقتصادی در دوره ۲۰ ساله ۱۳۷۴-۱۳۹۳ برابر با ۳/۲ درصد بوده است. (منبع: وب سایت بانک بانک مرکزی جمهوری اسلامی ایران)

۱۰۰ فصلنامه پژوهشنامه اقتصادی، سال هفدهم، شماره ۶۵، تابستان ۱۳۹۶

قیمت سوخت و رشد ۳/۲ درصدی سالیانه تقاضا) در دوره مورد اشاره نشان می‌دهد. بر این اساس میزان ظرفیت نصب شده نیروگاهی در این دوره از حدود ۶۴ هزار مگاوات به بیش از ۱۲۷ هزار مگاوات خواهد رسید.

همچنین مشاهده می‌شود که ترکیب تکنولوژی نیروگاه‌ها نیز با تغییرات اساسی مواجه می‌شود. به نحوی که سهم نیروگاه‌های چرخه ترکیبی با فناوری قدیمی در این مدت افزایش چشمگیری یافته و از ۲۴ درصد به حدود ۶۳ درصد افزایش می‌یابد.

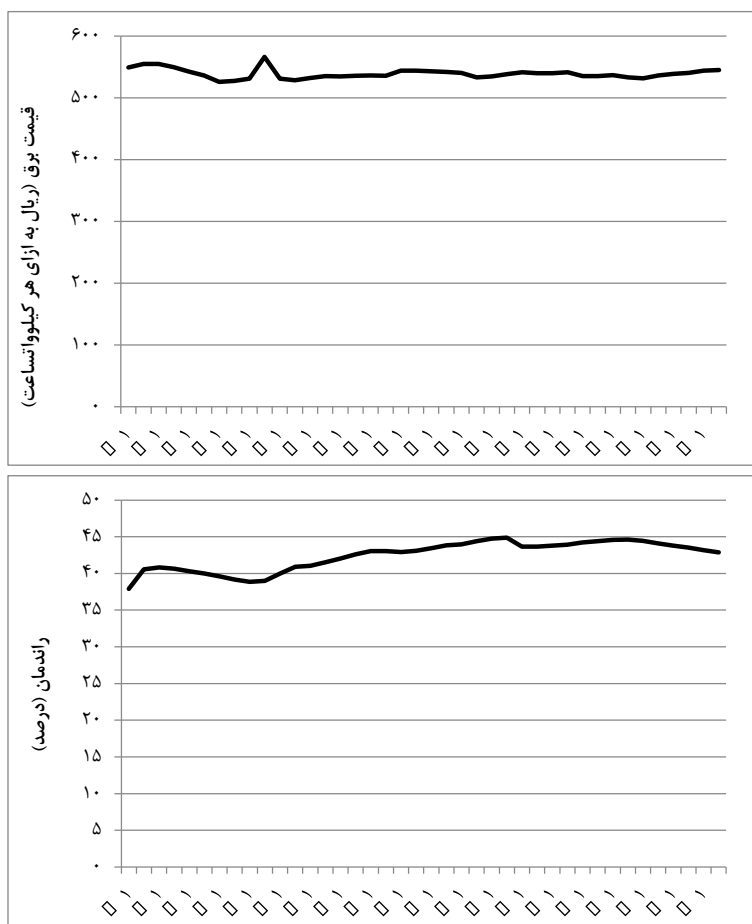
نمودار (۴) - سهم و ظرفیت نصب شده نیروگاهی با فرض ثابت ماندن قیمت سوخت و رشد ۳/۲ درصدی تقاضا



آثار اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی در بازار برق ایران ... ۱۰۱

سهم نیروگاه‌های گازی نیز که در ابتدای دوره مورد بررسی حدود ۳۳ درصد بود، ابتدا با کاهش مواجه شده و به حدود ۱۹ درصد می‌رسد، سپس طی یک دوره افزایشی مجدد تا حدود ۳۱ درصد (در پایان دوره) افزایش می‌یابد. نکته جالب در این بین کاهش صد درصدی سهم نیروگاه‌های بخاری و عدم نصب نیروگاه‌های چرخه ترکیبی با فناوری جدید است. همچنین سهم نیروگاه‌های برقی به دلیل عدم سرمایه‌گذاری جدید و مستهلک شدن ظرفیت‌های قبلی به صورت مستمر کاهش یافته و از ۱۷ درصد اولیه به حدود ۶ درصد می‌رسد. سایر نیروگاه‌های تجدیدپذیر نیز سهمی در ظرفیت‌های نصب شده جدید نخواهند داشت.

نمودار (۵) - روند قیمت برق و راندمان کلی نیروگاه‌های حرارتی در صورت ثابت ماندن قیمت سوخت و رشد ۳/۲ درصدی تقاضا



نمودار (۵) متوسط قیمت برق و راندمان نیروگاه‌های حرارتی را در دوره شبیه‌سازی نشان می‌دهد. این نتایج نشان می‌دهد که قیمت برق در بازار در محدوده ۵۵۰ ریال در نوسان خواهد بود و تغییرات قابل توجهی در قیمت برق مشاهده نمی‌شود. به گونه‌ای که در نمودار (۵) مشاهده می‌شود، راندمان نیروگاه‌های حرارتی از حدود ۳۷ درصد اولیه تا حدود ۴۵ درصد افزایش یافته و پس از آن تا کمتر از ۴۳ درصد کاهش می‌یابد.

به طور کلی، افزایش متوسط راندمان به دلیل جایگزینی نیروگاه‌های بخاری با نیروگاه‌های چرخه ترکیبی اتفاق می‌افتد، اما کاهش مجدد راندمان (هر چند اندک) پس از رسیدن به نقطه اوج با الگوی کاهش و افزایش مجدد سهم نیروگاه‌های گازی ساده در ارتباط است.

در سناریوی دیگر فرض می‌شود قیمت سوخت ثابت مانده و تقاضای بار الکتریکی با رشد سالیانه ۱/۴۲ درصدی مواجه شود. نمودار (۶) تغییرات در ظرفیت نصب شده به تفکیک تکنولوژی‌های مختلف و سهم هر یک آن‌ها را در دوره شبیه‌سازی نشان می‌دهد. در این سناریو، میزان ظرفیت نصب شده از حدود ۶۴ هزار مگاوات در سال اول به بیش از ۶۷ هزار مگاوات می‌رسد. در این بین میزان ظرفیت نصب شده در میانه‌های دوره شبیه‌سازی با یک افزایش و کاهش جدی روبه‌رو می‌شود. این امر به دلیل همزمانی در مستهلک شدن و اسقاط قسمت عمده‌ای از نیروگاه‌های بخاری و برقایی و نیز جایگزینی آن‌ها با نیروگاه‌های جدید صورت می‌گیرد، چراکه در این شرایط همزمانی محدودی میان سال‌های پایانی عمر نیروگاه‌های فرسوده و سال‌های ابتدایی عمر نیروگاه‌های جدید وجود خواهد داشت.

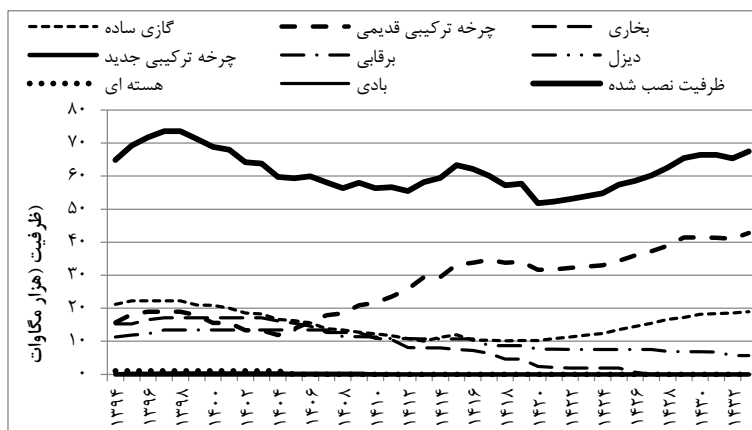
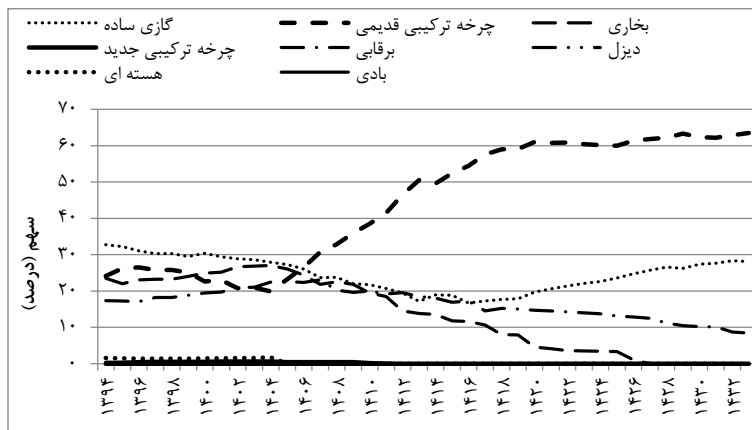
سایر نوسانات کوتاه‌مدتی که مشاهده می‌شود بیشتر به دلیل متفاوت بودن مدت زمان احداث تکنولوژی‌های مختلف و عدم همزمانی میان تصمیم‌های سرمایه‌گذاری میان تکنولوژی‌های نیروگاهی مختلف است. بدیهی است که با معرفی مکانیزم‌های ظرفیت در بازارهای برق به منظور هماهنگی بیشتر در تصمیمات سرمایه‌گذاری، میزان نوسانات در ظرفیت نصب شده به میزان قابل توجهی کاهش خواهد یافت.

همچنین براساس نتایج به‌دست آمده، سهم نیروگاه‌های چرخه ترکیبی از ۲۴ درصد اولیه به بیش از ۶۳ درصد می‌رسد و سهم نیروگاه‌های گازی ساده نیز از ۳۳ درصد اولیه تا کمتر از ۱۷ درصد کاهش یافته و مجدد با افزایشی پایدار تا سطح ۲۸ درصد افزایش می‌یابد.

آثار اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی در بازار برق ایران ... ۱۰۳

به نظر می‌رسد هرچند سهم قابل قبول نیروگاه‌های گازی از ظرفیت نصب شده حدود ۲۸ درصد باشد با این وجود به دلیل احداث غیر بهینه نیروگاه‌های بخاری و برقیابی در ابتدای دوره شبیه‌سازی (که احداث آن‌ها بر اساس معیارهای اقتصادی توجیه پذیر نیست)، احداث نیروگاه‌های گازی جدید به منظور حفظ سهم این نوع نیروگاه در بازار منوط به خروج نیروگاه‌های غیربهینه از بازار است. بنابراین همانگونه که مشاهده می‌شود در سال‌های ابتدایی دوره شبیه‌سازی به دلیل عدم احداث نیروگاه‌های گازی جدید و همچنین اسقاط نیروگاه‌های فرسوده، شاهد کاهش سهم این نوع نیروگاه در بازار هستیم.

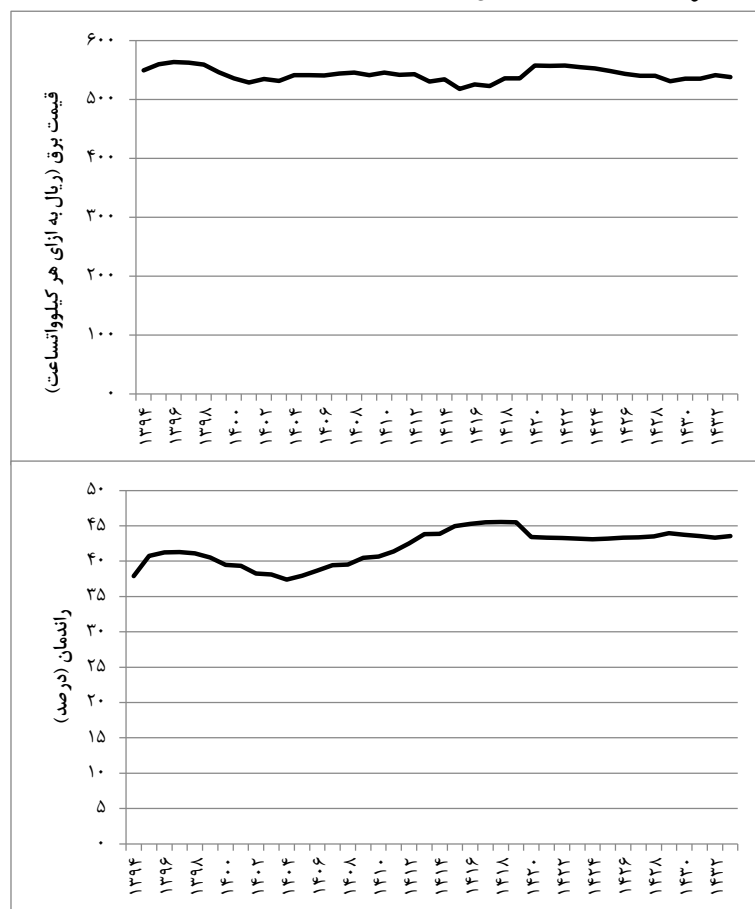
نمودار (۶) - سهم و ظرفیت نصب شده نیروگاهی با فرض ثابت ماندن قیمت سوخت و رشد ۱/۴۲ درصدی تقاضا



۱۰۴ فصلنامه پژوهشنامه اقتصادی، سال هفدهم، شماره ۶۵، تابستان ۱۳۹۶

همچنین احداث نیروگاه‌های گازی جدید و افزایش مجدد سهم این نوع نیروگاه در بازار مقارن با کاهش سهم و خروج نیروگاه‌های بخاری و برقی به دلیل مستهلک شدن و اسقاط این نوع نیروگاه‌ها است. در این سناریو همانند سناریوی قبل، در نهایت سهم نیروگاه‌های بخاری از ظرفیت تولید برق به صفر می‌رسد.

نمودار (۷) - روند قیمت برق و راندمان کلی نیروگاه‌های حرارتی در صورت ثابت ماندن قیمت سوخت و رشد ۱/۴۲ درصدی تقاضا



آثار اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی در بازار برق ایران ... ۱۰۵

نتایج شبیه‌سازی نیز حاکی از آن است که سهم نیروگاه‌های برقی از ۱۷ درصد اولیه تا حدود ۸ درصد کاهش می‌یابد. بر اساس نتایج شبیه‌سازی، در این شرایط سرمایه‌گذاری در سایر نیروگاه‌های تجدیدپذیر مانند خورشیدی، بادی و نیروگاه‌های هسته‌ای و چرخه ترکیبی با فناوری جدید از بازدهی مناسبی برخوردار نبوده و بدون حمایت‌های دولتی سرمایه‌گذاری جدیدی در فناوری‌ها صورت نخواهد پذیرفت.

همانگونه که در نمودار (۷) مشاهده می‌شود، در نتیجه تغییرات صورت گرفته در تکنولوژی تولید، قیمت برق با کاهش اندکی همراه شده (از ۵۵۰ ریال اولیه به کمتر از ۵۴۰ ریال می‌رسد) و راندمان تولید برق از حدود ۳۷ درصد اولیه تا بیش از ۴۵ درصد افزایش یافته و در نهایت به حدود ۴۳ درصد خواهد رسید.

نمودارهای (۸) و (۹) خروجی‌های مدل شبیه‌سازی را در حالتی نشان می‌دهند که قیمت سوخت‌های نیروگاهی در بازار برق ایران به قیمت‌های بین‌المللی نزدیک شده (قیمت سوخت نیروگاهی از ۸۰۰ ریال کنونی تا حدود ۱۰۰۰۰ ریال افزایش یابد) و تقاضای بار نیز به نحوی رشد کند که شدت انرژی الکتریکی در کشور ثابت بماند (رشد سالیانه ۳/۲ درصدی بار شبکه برق). در این شرایط کل ظرفیت نصب شده تولید برق در کشور از میزان ۶۴ هزار مگاوات اولیه تا حدود ۲۱۴ هزار مگاوات افزایش می‌یابد. در این شرایط سهم نیروگاه‌های چرخه ترکیبی با فناوری قدیمی موجود از حدود ۲۴ درصد اولیه تا حدود ۳۵ درصد افزایش یافته و سهم نیروگاه‌های گازی از ۳۳ درصد کاهش یافته و در نهایت به ۱۳ درصد می‌رسد.

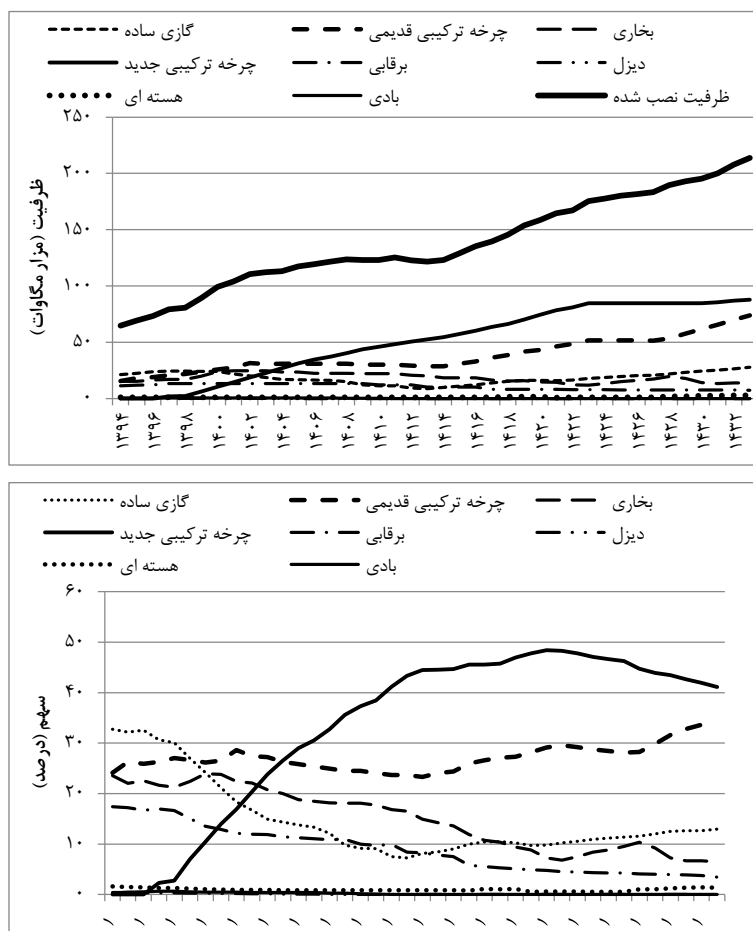
سهم نیروگاه‌های بخاری و برقی نیز به ترتیب از ۲۴ و ۱۷ درصد در شروع شبیه‌سازی تا حدود ۶ و ۳/۵ درصد کاهش می‌یابد. سهم نیروگاه‌های هسته‌ای در این فرآیند با تغییر محسوسی مواجه نشده و سهم آن‌ها از ظرفیت تولیدی از ۱/۵ درصدی اولیه به حدود ۱/۳ درصد می‌رسد.

نکته جالب در این بین، ظهور نیروگاه‌های سیکل ترکیبی با فناوری جدید است. افزایش قیمت سوخت نیروگاهی موجب سودآور شدن سرمایه‌گذاری در احداث این نوع نیروگاه می‌شود به نحوی که سهم این نوع نیروگاه از ظرفیت تولید از صفر درصد در شروع شبیه‌سازی به بیش از ۴۱ درصد می‌رسد. نمودار (۹) نشان می‌دهد با افزایش قیمت سوخت نیروگاهی، قیمت برق در بازار برق ایران با افزایشی تقریباً یکنواخت از حدود

۱۰۶ فصلنامه پژوهشنامه اقتصادی، سال هفدهم، شماره ۶۵، تابستان ۱۳۹۶

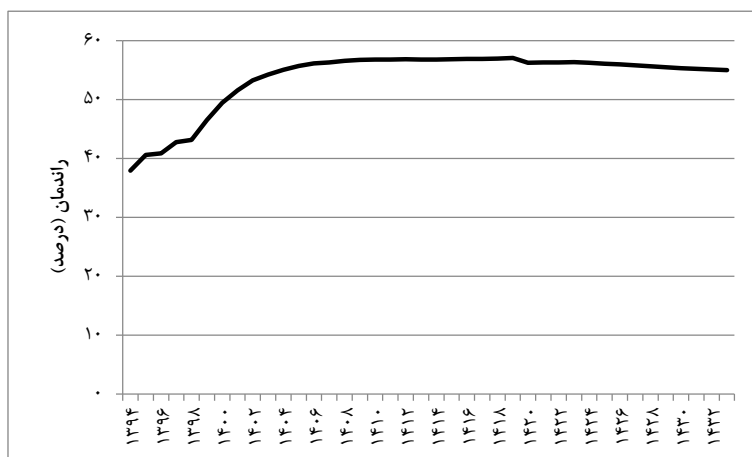
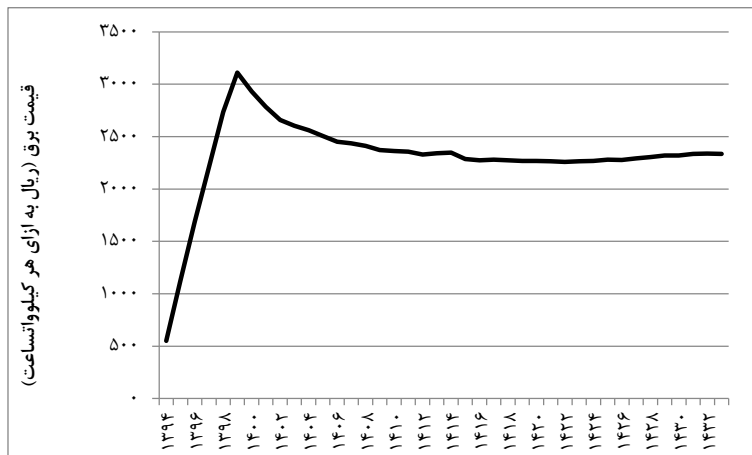
۵۵۰ ریال اولیه به بیش از ۳۱۱۲ ریال در پایان سال ششم شبیه‌سازی می‌رسد. سپس با تعدیل ترکیب نیروگاه‌های فعال در بازار و به خصوص ورود نیروگاه‌های با راندمان بالاتر، قیمت برق به صورتی مستمر شروع به کاهش می‌کند به نحوی که در پایان دوره شبیه‌سازی به حدود ۲۳۳۵ ریال به ازای هر کیلووات ساعت می‌رسد. راندمان شبکه برق نیز از حدود ۳۷ درصد اولیه تا حدود ۵۷ درصد افزایش یافته و در نهایت با کاهشی اندک به حدود ۵۵ درصد خواهد رسید.

نمودار (۸) - سهم و ظرفیت نصب شده نیروگاهی با فرض اصلاح قیمت سوخت و رشد ۳/۲ درصدی تقاضا



آثار اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی در بازار برق ایران ... ۱۰۷

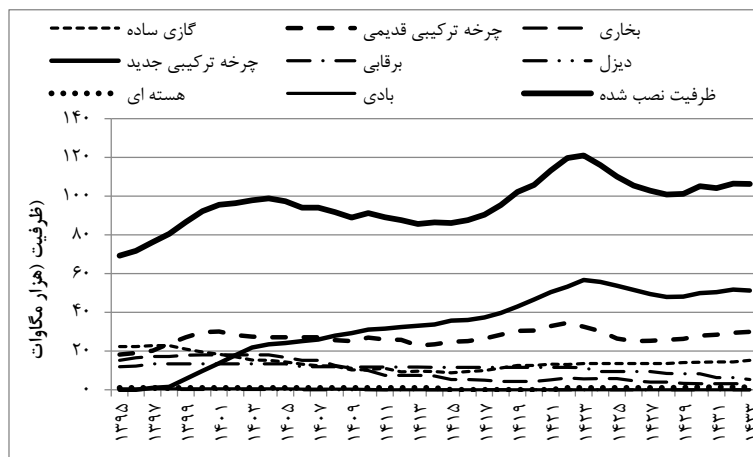
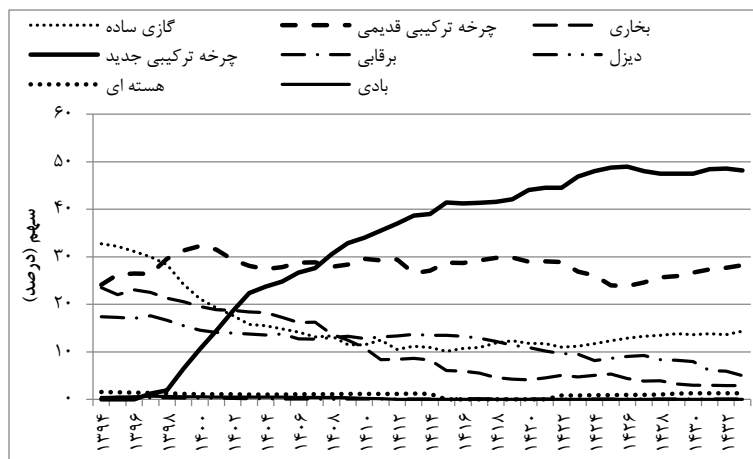
نمودار (۹) - روند قیمت برق و راندمان کلی نیروگاه‌های حرارتی در صورت اصلاح قیمت سوخت و رشد ۳/۲ درصدی تقاضا



نمودار (۱۰) نشان می‌دهد در صورت اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی و رشد ۱/۴۲ درصدی تقاضای بار، کل ظرفیت نصب شده از ۶۴ هزار مگاوات در ابتدای دوره به بیش از ۱۰۶ هزار مگاوات خواهد رسید. در این دوره سهم نیروگاه‌های چرخه ترکیبی با فناوری قدیمی از ۲۴ درصد اولیه تا حدود ۲۸ درصد افزایش می‌یابد. سهم نیروگاه‌های بخاری از ۳۳ به ۱۴ درصد کاهش می‌یابد. سهم نیروگاه‌های بخاری نیز با کاهشی پایدار از ۲۴ درصد به کمتر از ۳ درصد می‌رسد. سهم نیروگاه‌های برقی نیز در پایان دوره تا ۵ درصد کاهش

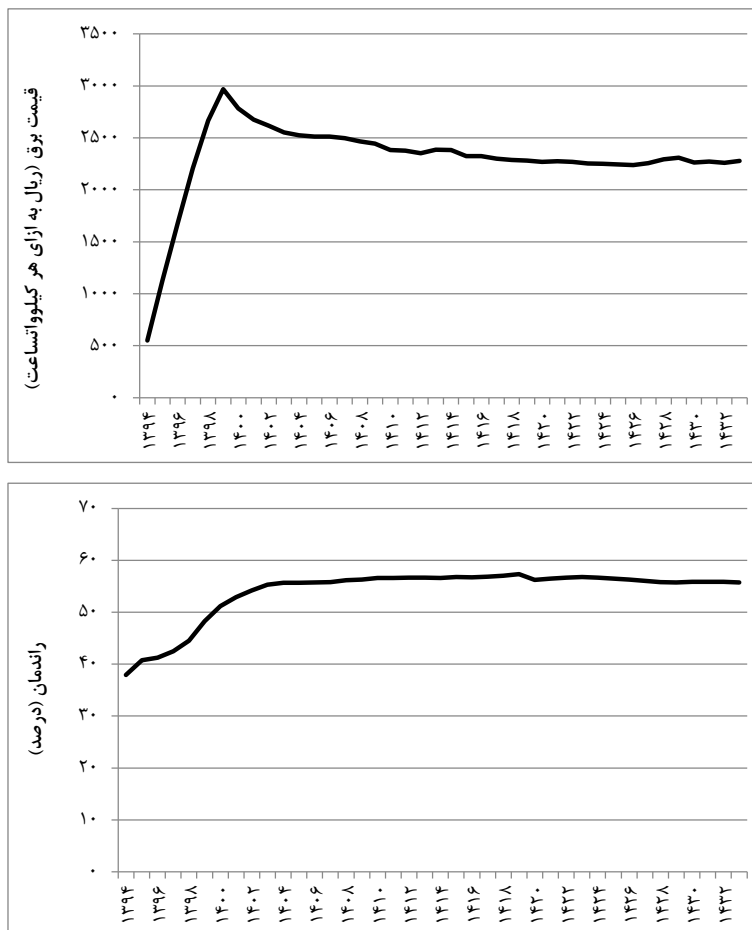
می‌یابد و سهم نیروگاه‌های برقی نیز بدون تغییر قابل توجهی در محدوده ۱/۵ درصد باقی می‌ماند. در نهایت، همانند حالت رشد ۳/۲ درصدی تقاضا - با اصلاح قیمت سوخت - سهم نیروگاه‌های چرخه ترکیبی با فناوری جدید از صفر درصد اولیه به بیش از ۴۸ درصد می‌رسد. نمودار (۱۱) نشان می‌دهد با افزایش قیمت سوخت نیروگاهی، قیمت برق در بازار عمده فروشی از حدود ۵۵۰ ریال اولیه تا ۲۹۷۰ ریال به ازای هر کیلووات ساعت در سال ششم افزایش یافته و سپس با کاهشی مداوم تا حدود ۲۲۸۰ ریال کاهش می‌یابد. همچنین مشاهده می‌شود که با اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی و به دنبال آن اصلاح ترکیب و سهم نیروگاه‌ها از ظرفیت تولید، متوسط راندمان کل نیروگاه‌ها از ۳۷ درصد اولیه تا حدود ۵۶ درصد در پایان دوره شبیه‌سازی افزایش می‌یابد.

نمودار (۱۰) - سهم و ظرفیت نصب شده نیروگاهی با فرض اصلاح قیمت سوخت و رشد ۱/۴۲ درصدی تقاضا



آثار اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی در بازار برق ایران ... ۱۰۹

نمودار (۱۱) - روند قیمت برق و راندمان کلی نیروگاه‌های حرارتی در صورت اصلاح قیمت سوخت و رشد ۱/۴۲ درصدی تقاضا



۷- جمع‌بندی و نتیجه‌گیری

در این مقاله به بررسی اثر اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی در بازار برق با استفاده از روش شبیه‌سازی عامل بنیان برای یک دوره ۴۰ ساله (از ۱۳۹۴ تا ۱۴۳۳) پرداخته شد. برای شبیه‌سازی بازار برق ایران از نوعی برنامه‌نویسی شی گرا در محیط نرم‌افزار متلب استفاده شد. نتایج مدل شبیه‌سازی نشان داد که چه در صورت حفظ قیمت‌های موجود سوخت

نیروگاهی و چه در صورت اصلاح قیمت‌ها، سهم نیروگاه‌های مختلف از ظرفیت نصب شده تولید و نیز میانگین راندمان نیروگاه‌های حرارتی در تولید برق با تغییرات اساسی روبه‌رو خواهد شد. این تغییرات پیش‌بینی شده در بازار برق ایران در جهت بهره‌برداری و نصب هر چه بیشتر نیروگاه‌های با راندمان بالاتر خواهد بود به نحوی که در صورت عدم اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی، راندمان تولید برق از ۳۷ درصد کنونی به حدود ۴۳ درصد خواهد رسید- در صورت اصلاح قیمت سوخت نیروگاهی نیز ترکیب تکنولوژی تولید برق با تغییرات اساسی تری روبه‌رو شده و راندمان کلی تولید برق در نیروگاه‌های حرارتی به بیش از ۵۵ درصد افزایش یابد.

برای درک بهتر تغییرات صورت گرفته در سهم نیروگاه‌های مختلف از ظرفیت تولید برق در ایران که سبب بهبود راندمان تولید برق در ایران می‌شود، لازم است بخش‌ها و منابع مختلف این تغییرات را از یکدیگر تفکیک کرد. بخش قابل توجهی از این بهبود راندمان به دلیل جایگزینی نیروگاه‌های بخاری با نیروگاه‌های چرخه ترکیبی صورت می‌گیرد. با توجه به اینکه نیروگاه‌های بخاری دارای هزینه‌های ثابت و متغیر بالاتری نسبت به نیروگاه‌های چرخه ترکیبی هستند، همواره نرخ بازدهی سرمایه‌گذاری پایین‌تری را در مقایسه با این نوع نیروگاه خواهد داشت. بنابراین در شرایطی که تصمیمات سرمایه‌گذاری تنها بر اساس معیارهای اقتصادی اتخاذ شود، نیروگاه‌های چرخه ترکیبی مقبولیت بیشتری در مقایسه با نیروگاه‌های بخاری خواهند داشت.

نتایج شبیه‌سازی صورت گرفته حاکی از آن بود که در سناریوهای مختلف سهم این نوع نیروگاه از ظرفیت تولید برق در کشور با کاهش جدی همراه شد (در تمام سناریوها سهم نیروگاه‌های بخاری از ۲۴ درصد اولیه به کمتر از کمتر از ۵ درصد رسیده و در برخی سناریوها به صفر نیز خواهد رسید).

با وجودی که در صورت عدم اصلاح قیمت سوخت به دلیل جایگزینی نیروگاه‌های بخاری با نیروگاه‌های چرخه ترکیبی (با تکنولوژی قدیمی)، راندمان کلی نیروگاه‌های حرارتی تا حدودی با افزایش روبه‌رو می‌شود، اما نیروگاه‌های چرخه ترکیبی با تکنولوژی جدید همچنان از مزیت رقابتی برخوردار نبوده و سرمایه‌گذاری در آن‌ها در مقایسه با نیروگاه‌های گازی و چرخه ترکیبی با تکنولوژی قدیمی از بازدهی کمتری برخوردار خواهد بود.

نتایج تحقیق نشان داد که با اصلاح قیمت سوخت، راندمان نیروگاه‌های حرارتی با جهش قابل توجهی مواجه شده و از حدود ۳۷ درصد به بیش از ۵۵ درصد خواهد رسید. این تغییر بزرگ ناشی از افزایش بازدهی سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های چرخه ترکیبی با تکنولوژی جدید و جایگزین شدن آن‌ها با سایر انواع نیروگاه در بازار برق است به نحوی است که پس از پایان دوره شبیه‌سازی این نوع نیروگاه بیشترین سهم از ظرفیت نصب شده را در میان تکنولوژی‌های مختلف به خود اختصاص خواهد داد.

نتایج این بررسی نشان داد که با وجود تجدید ساختار در صنعت برق و تشکیل بازار برق در ایران، ترکیب تکنولوژی تولید برق در ایران به صورتی غیرکارا شکل گرفته است. مهم‌ترین عوامل در شکل‌گیری وضعیت فعلی را می‌توان در قیمت‌گذاری نامناسب سوخت نیروگاهی و برخی تصمیمات سرمایه‌گذاری دولتی در خصوص احداث نیروگاه‌های جدید عنوان کرد. با اصلاح قیمت سوخت‌های نیروگاهی، تناسب میان هزینه‌های ثابت و متغیر تولید برق و قیمت برق در کشور به نحوی اصلاح می‌شود که بازدهی سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های با راندمان بالاتر مانند نیروگاه‌های چرخه ترکیبی و در نتیجه سهم آن‌ها از ظرفیت تولید برق با افزایش قابل توجهی همراه می‌شود. این افزایش در نهایت موجب بهبود اساسی در راندمان کلی تولید برق می‌شود. این امر ضمن جلوگیری از هدر رفتن هر چه بیشتر سوخت‌های فسیلی در کشور و کاهش پیامدهای جانبی منفی مصرف این نوع سوخت‌ها، فشار بر بودجه دولت را کاهش داده و می‌تواند سبب افزایش درآمدهای ارزی کشور نیز شود.

همچنین لازم است تمهیداتی اتخاذ شود که در صورت تمایل بخش دولتی برای سرمایه‌گذاری در احداث نیروگاه‌های جدید، این سرمایه‌گذاری‌ها بر مبنای معیارهای اقتصادی اتخاذ شود. به عنوان مثال، نتایج این تحقیق نشان داد که احداث یک نیروگاه بخاری که از سوختی غیر از زغال سنگ برای تولید برق استفاده می‌کند، همواره دارای بازدهی سرمایه‌گذاری کمتری در مقایسه با یک نیروگاه چرخه ترکیبی است. بنابراین، احداث نیروگاه‌های بخاری مبتنی بر سوختی غیر از زغال سنگ، به معنی دخالت معیارهای غیراقتصادی در جریان تصمیم‌گیری است. اما در سال‌های گذشته نه تنها این مهم مورد

توجه قرار نگرفته است، بلکه در حال حاضر حدود ۱۳۰۰ مگاوات ظرفیت تولید بخاری توسط بخش دولتی در جریان احداث قرار دارد^۱.

همچنین نتایج این شبیه‌سازی نشان داد که حتی در صورت افزایش قیمت سوخت نیروگاهی، سرمایه‌گذاری در نیروگاه‌های تجدیدپذیر مانند نیروگاه‌های برقی، بادی و خورشیدی از بازدهی کافی برخوردار نخواهد بود. این به آن معنی است در صورت عدم حمایت از نیروگاه‌های انرژی‌های نو، هیچ‌گونه سرمایه‌گذاری جدیدی از سوی بخش خصوصی که به دنبال دستیابی به حداکثر بازدهی سرمایه‌گذاری است، صورت نخواهد گرفت. در صورت تمایل سیاست‌گذار به کاهش پیامدهای جانبی منفی تولید برق از منابع سوخت‌های فسیلی و توسعه نیروگاه‌های تجدیدپذیر، می‌توان برق تولید شده از منابع تجدیدپذیر را به قیمت‌هایی بالاتر از قیمت‌های بازار خریداری کرده و یا به این تولیدکنندگان یارانه ثابت پرداخت کند. میزان این یارانه‌ها می‌تواند بر اساس منافع زیست‌محیطی ناشی از عدم انتشار آلاینده‌های ناشی از احتراق سوخت‌های فسیلی تعیین شود. راهکار دیگر، راه‌اندازی بازارهای انتشار آلاینده‌ها تحت مکانیزم سقف و مبادله و یا اعمال مالیات بر انتشار آلاینده‌ها در فرآیند تولید برق است. این راهکار با افزایش بیش از پیش هزینه‌های متغیر نیروگاه‌های مصرف‌کننده سوخت‌های فسیلی، موجب کاهش جذابیت سرمایه‌گذاری در آن‌ها و نیز افزایش رقابت‌پذیری نیروگاه‌های تجدیدپذیر و نیروگاه‌های چرخه ترکیبی با راندمان بالا خواهد شد.

منابع

الف - فارسی

- جدیدالاسلام زیدآبادی، مرتضی، احسان بی‌جامی و اکبر ابراهیمی (۱۳۹۰)، «برنامه ریزی توسعه تولید با استفاده از الگوریتم اصلاح شده SFL»، *مجله علمی پژوهشی سیستم‌های هوشمند در مهندسی برق*، شماره اول، سال دوم، بهار، صفحات ۲۷-۴۴.
- دهاقین، محمد، پارسا محسن مقدم و محمد حسین جاویدی (۱۳۸۳)، «برنامه‌ریزی بهینه توسعه تولید با استفاده از الگوریتم ژنتیک»، *دوازدهمین کنفرانس مهندسی برق ایران*.

۱- این میزان شامل توسعه نیروگاه‌های شازند و رامین می‌باشد (آمار تفصیلی صنعت برق ایران ۱۳۹۳).

منظور، داوود و حسین رضایی (۱۳۹۱)، «بررسی اصلاح قیمت سوخت مصرفی نیروگاه‌ها بر میزان ظرفیت‌سازی و تولید برق در کشور: رویکرد پویایی سیستمی»، فصلنامه پژوهشها و سیاست‌های اقتصادی، شماره ۶۴، سال بیستم، زمستان، صفحات ۲۵-۴۶.

ب- انگلیسی

- Aizenberg, N. (2014), "Interaction of Generation Companies in the Electricity Market of Russia, *Procedia Computer Science*", 31, 75 – 84.
- Botterud, A., R. M. Mahalik, T. D. Veselka, H. S. Ryu and K. W. Sohn (2007), "Multi-Agent Simulation of Generation Expansion in Electricity Market", Power Engineering Society General Meeting, IEEE.
- Bun, W.D. and S. F. Oliveira (2007), "Agent-based Analysis of Technological Diversification and Specialization in Electricity Markets", *European Journal of Operational Research*, 181: 1265–1278.
- Chappin, E. J. L. and G. P. J. Dijkema (2007), "An Agent Based Model of the System of Electricity Production Systems: Exploring the Impact of CO2 Emission-Trading", SoSE '07. IEEE International Conference on System of Systems Engineering.
- Dahlan, N. Y. (2011) "Valuation Model for Generation Investment In Liberalized Electricity Market", Ph.D. Thesis, School of Electrical and Electronic Engineering, University of Manchester.
- Dahlan, N. Y. (2015), "Agent-Based Modeling for Studying the Impact of Capacity Mechanisms on Generation Expansion in Liberalized Electricity Market", *Journal of Electrical Engineering and Technology*, 10 (4): 1460-1470.
- EIA (2013), "Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants".
- Hussy, C., E. Klaassen, J. Koornneef and F. Wigand (2014), "International Comparison of Fossil Power Efficiency and CO2 Intensity", ECOFYS.
- Olsina, F., F. Garce and H. Haubrich (2006), "Modeling Long-Term Dynamics of Electricity Markets", *Energy Policy*, 34: 1411–1433.
- Ortega-Vazquez, M. A. and D. S. Kirschen (2008), "Assessment of Generation Expansion Mechanisms using Multi-Agent

- Systems”, Power & Energy Society General Meeting, Pittsburgh, Pennsylvania, US.
- Pereira, A. J. C. and J. T. Saraiva (2010), “A decision support system for generation expansion planning in competitive electricity markets”, *Electric Power Systems Research*, 80: 778–787.
- Richstein, J. C., E. J. L. Chappin and L. J. de Vries (2014), “Cross-Border Electricity Market Effects Due to Price Caps in an Emission Trading System: An Agent-Based Approach”, *Energy Policy*, 71: 139–158.
- Santos, H. L. and L. F. L. Legey (2013), “A Model for Long-Term Electricity Expansion Planning with Endogenous Environmental Costs”, *Electrical Power and Energy Systems*, 51: 98–105.
- Sensfuß, F., M. Genoese and M. Ragwitz (2008), “Analysis Of The Impact Of Renewable Electricity Generation On CO2 Emissions And Power Plant Operation In Germany”, Symposium Energie innovation, Graz/Austria.
- Tang, L., J. Wu, L. Yu and Q. Bao (2015), “Carbon Emissions Trading Scheme Exploration in China: A Multi-Agent-Based Model”, *Energy Policy*, 81: 152–169.
- Trigo, P., P. Marques and H. Coelho (2010), “(virtual) Agents for Running Electricity Markets”, *Simulation Modelling Practice and Theory*, 18: 1442-1452.
- Weidlic, A. and D. Veit (2008), “A Critical Survey of Agent-Based Wholesale Electricity Market Models”, *Energy Economics*, 30:1728–1759
- Young, D., S. Polettib and O. Browne (2014), “Can agent-based models forecast spot prices in electricity markets? Evidence from the New Zealand electricity market”, *Energy Economics*, 45: 419–434.
- Zhang, Q., B. C. McLellan, T. Tezuka and K. N. Ishihara (2013), “An Integrated Model for Long-Term Power Generation Planning Toward Future Smart Electricity Systems”, *Applied Energy*, 112: 1424–1437.